



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

R34:1987

Solvärme med årslagring i Sundby

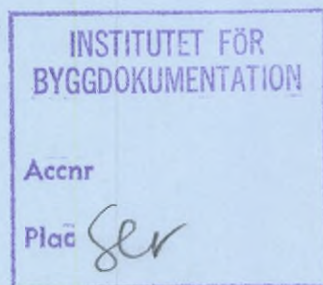
Förstudie

**Del I Energiförsörjning av Sundby-
området**

**Del II Dimensionering av isolerat
marklager samt för
säsongslagrad solvärme**

**Håkan Elfström
Jonas Gräslund**

K/12
A



Byggforskningsrådet

R34:1987

SOLVÄRME MED ÅRSLAGRING I SUNDBY

Förstudie

Del I Energiförsörjning av Sundby-området

Del II Dimensionering av isolerat marklager
samt för säsongslagrad solvärme

Håkan Elfström
Jonas Gräslund

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 850233-8
från Statens råd för byggnadsforskning till Diös
Mellersta Bygg AB, Eskilstuna.

REFERAT

Sundby är ett sjukhusområde med gruppcentral beläget vid Mälarens strand i Strängnäs Kommun.

Området skall successivt övertas av Diös Mellersta Bygg AB, som avser att anordna teknologiskt centrum med kontor, lättare industri, skolor samt bostäder m m.

I detta arbete utreds olika uppvärmningssystem för området med tyngdpunkten lagd på solvärme med årslagring i isolerat marklager kallat dikesmagasin.

Områdets framtida energibehov är 14,3 GWh.

Med 25.000 m² plana högtemperatursolfångare och ett 80.000 m³ isolerat marklager kan 70% av årsbehovet täckas till en kostnad av 36 öre/kWh vid 4% realränta och 20 resp. 25 års avskrivningstid för solfångarfält resp. isolerat marklager. Med 6% realränta är energipriset 45 öre/kWh.

Kostnaden för säsongslagrad solvärme i oisolerade bergrum är i samma nivå i dessa lagerstorlekar.

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

R34:1987

ISBN 91-540-4710-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Svenskt Tryck Stockholm 1987

INNEHÅLLSFÖRTECKNING	SID
1. FÖRORD	1
2. SAMMANFATTNING	2
DEL I ENERGIFÖRSÖRJNING AV SUNDBY-OMRÅDET	
3. BRUKARBESKRIVNING	5
3.1 Befintlig och tillkommande bebyggelse	5
3.2 Effekt och energibehov för uppvärmning och tappvarmvatten	5
3.3 Temperaturbehov	7
3.4 Kulvertutförande	8
3.5 Undercentralutförande	10
4. ENERGIPRODUKTION MED OLJA	12
5. ENERGIPRODUKTION MED FLIS OCH OLJA	14
6. ENERGIPRODUKTION MED EL OCH OLJA	17
7. ENERGIPRODUKTION MED VÄRMEPUMP OCH OLJA	20
7.1 Uteluftsvärmepump	20
7.2 Sjövärmepump med kollektor	23
7.3 Sjövärmepump, öppet system	27
8. ENERGIPRODUKTION MED SOLFÅNGARE OCH SÄSONGLAGRING	31
8.1 Solfångarna	31
8.2 Marklagret	32
8.3 Säsongslagrad solvärme + olja	33
9. EKONOMI	34

DEL II

10. DIMENSIONERING AV TÄCKNINGSGRAD, SOLFÅNGAR-YTA SAMT LAGERUTSEENDE	37
10.1 Solfångarfältet	37
10.2 Säsongslagret	39
10.2.1 Lagerkoncept	39
10.2.2 Utförande av magasinsgropen	39
10.2.3 Lagertaket	39
10.2.4 Isolering	41
10.3 Systemet	43
10.4 Dimensionering med SUNSYST-programmet	43
10.4.1 Strategi vid simulering	43
10.4.2 Beräkning av energiutbytet från säsongslagrad solvärme	43
10.4.3 Modell för beräkning av årskostnader för solvärme och lagerinstallation	44
10.5 Lagerdjupet varierar	45
10.6 Isolertjockleken i marklagret varierar	47
10.7 Solfångarytan varierar	49
10.8 Täckningsgraden varierar	51
10.9 Värmelasten varierar	52

1. FÖRORD

Energiförsörjningsutredningen av Sundbyområdet i Strängnäs är uppdelad i två delar där en del är utförd åt Diös Mellersta Bygg AB, den andra åt Statens Råd för Byggforskning. I den första delen behandlas värmesystemet med sju alternativa lösningar.

I den andra delen behandlas enbart solvärmealternativet, där lagerdimensioner, lagerisolerings-tjocklek, solfångaryta kontra lagervolym samt täckningsgrad studeras med avseende på energipris.

2. SAMMANFATTNING

DEL I

Sundby Park består idag av 47.200 m² byggnadsyta där nuvarande uppvärmningssystem med två gruppcentraler och distributionskulvert är i behov av upprustning.

Efter ombyggnad av befintliga vindar 4.200 m², uppförande av nybyggnation lägenhetsyta 11.000 m² samt byte av kulvert beräknas nya energibehovet vara 14.300 MWh.

Byte av distributionskulvert samt undercentraler till ett nytt gemensamt system kostar 4,4 milj. kronor.

Sju olika värmecentralsalternativ ger följande kostnadsbild:

Värmeanläggning	Investering (tkr)	Årlig kostnad (tkr)	Energipris (öre/kWh)
1 Oljepannor	245	3.160	22,1
2 Flispanna + oljepannor	4.420	2.720	19,0
3 Elpanna + oljepannor	1.880	4.320	30,2
4 Uteluftsvärme- pump + olje- pannor	5.070	2.820	19,7
5 Sjövärmepump med kollektor + oljepannor	8.550	2.870	20,1
6 Sjövärmepump, öppet system + oljepannor	4.580	3.260	22,8
7 Solfångare med lager + olje- pannor	25.470	3.381	23,6

Billigaste värmesystemet är således en 3 MW flispanna i kombination med befintliga oljepannor 2 x 2,4 MW. Investeringskostnaden är 4,42 milj kronor och årskostnaden 2,72 milj kronor vilket ger energipriset 19,0 öre/kWh.

Priserna ovan gäller enligt dagens finansieringsform och bidragsregler m m.

System med stora investeringar d v s med höga kapitalkostnader och låga rörliga kostnader, ger ytterligare fördel då energipriset för dessa system är konstanta under anläggningens livstid medan energipriset för system med låga investeringskostnader och höga rörliga kostnader (läs bränslekostnader) kommer att stiga med ökat el- eller oljepris.

DEL II

Solvärmealternativet består av ett solfångarfält med högttemperatursolfångare, ett isolerat marklager samt en oljepanna för tillsatsvärme.

Ett lämpligt lagerdjup för marklager över 25.000 m³ är 20 m och isoleringstjockleken med direktsprayad polyuretanskum mellan 10 och 50 cm.

Med täckningsgraden ca 70% av värmebehovet 14,3 GWh är solfångarytan 25.000 m² och lagervolymen 80.000 m³, d v s förhållandet lagervolym/solf.yta är 3,2.

Kostnaden för solfångardelen är 1.200 kr/m² solfångaryta och lagerkostnaden 235 kr/m³ lagervolym vilket ger energipriset 36 öre/kWh för säsongslagrade solvärmen med 4% realränta och 20 års avskrivningstid på solfångarna resp. 25 år för isolerade marklagret.

Energipriset minskar något vid minskad täckningsgrad.

Vid ett halverat värmebehov, d v s en mindre anläggning blir energipriset 3 öre/kWh högre vid samma täckningsgrad.

Kostnaden för säsongslagrad solvärme med oisolerade berggrum i dessa systemstorlekar är i samma storleksordning som kostnaden vid isolerade dikesmagasin, trots de större värmeförlusterna från ett oisolerat berggrumslager. Årskostnaden för ett oisolerat berggrum är lägre än för motsvarande isolerade dikesmagasin då avskrivningstiden för ett oisolerat lager är 40 år jämfört med 25 år för det isolerade lagret.



3. BRUKARBESKRIVNING

3.1 Befintlig och tillkommande bebyggelse

Sundby Park är namnet på ett sjukhusområde inom Strängnäs Kommun som idag består av ett 30-tal byggnader med en total byggnadsyta på 47.200 m². Sjukhuset skall avvecklas successivt fram till 31 dec 1988.

1 april 1985 övergick ägandet till Byggnadsfirman Anders Diös AB, som ämnar bygga om de befintliga byggnaderna till kontor, viss lättare industri, skolor m m.

Dessutom planeras utökning av byggnadsbeståndet med 11.000 m² lägenhetsyta.

Byggnaderna uppfördes kring 1920 och är huvudsakligen byggda av sten.

Flertalet byggnader är kulturminnesmärkta och i gott skick. Viss ombyggnad kommer dock att bli aktuell för anpassning till den nya verksamheten men då tilläggsisolering och fönsterbyten ej är aktuellt kommer framtida energiförbrukning per m² att ligga på samma nivå som idag. Uppvärmd byggnadsyta är idag 42.500 m² medan 4.700 m² uppvärmda vindsutrymmen m m i framtiden kan användas som uppvärmd byggnadsyta.

Området värms via distributionskulvertar från en central pannanläggning där även tappvarmvattnet bereds. Distributionskulverten är uppförd 1920 och i behov av utbyte.

En mindre del av området försörjs via ett gruppnet inkluderande 7 mindre byggnader. Dessutom finns tre privatbostäder inom området som värms av individuella oljepannor.

3.2 Effekt och energibehov för uppvärmning och tappvarmvatten

Områdets nuvarande oljeförbrukning per år (1980-84) är ca 1.400 m³ lågsvavlig tjock eldningsolja (Eo4LS) via stora panncentralen och 103 m³ lätt eldningsolja (Eol) i den mindre centralen inkluderande de tre fristående privatbostäderna.

Motsvarande energiförbrukning med årspannverkningsgrad 85% för den stora centralen resp. 75% för de mindre är 12.730 MWh resp. 770 MWh, totalt 13.500 MWh.

Nuvarande brukare	Energi (MWh)
-----	-----
Bef. byggnadsyta 42.500 m ²	10.700
Bef. kulvert	+ 2.800

Totalt	13.500

Framtida brukare	

Bef. byggnadsyta 42.500 m ²	10.700
vindar m m 4.700 m ²	1.180
Nybyggnation 11.000 m ²	1.100
Ny kulvert	+ 560
Reserv 5%	800

Totalt	14.300

Byggnadernas nettoenergibehov exklusive nuvarande kulvertförluster (20%) är 10.700 MWh d v s 250 kWh per m² uppvärmd byggnadsyta. För tillkommande flerfamiljshus är energibehovet 100 kWh/m², vilket ger årsförbrukningen 1.100 MWh.

Efter ombyggnad av befintliga byggnader med inredning av vindar, nybyggnad av bostäder samt byte av kulvert blir årliga energibehovet 13.540 MWh. Anläggningen dimensioneras med en reserv för utbyggnad på 5% vilket ger dimensionerande energiförbrukningen 14.300 MWh.

Effektbehovet för befintlig bebyggelse är ungefär 125 W/m² och för tillkommande byggnader 40 W/m²

Nuvarande brukare	Effekt (kW)
-----	-----
Bef. byggnadsyta 42.500 m ²	5.310
Bef. kulvert	+ 385

	5.680

Framtida brukare	

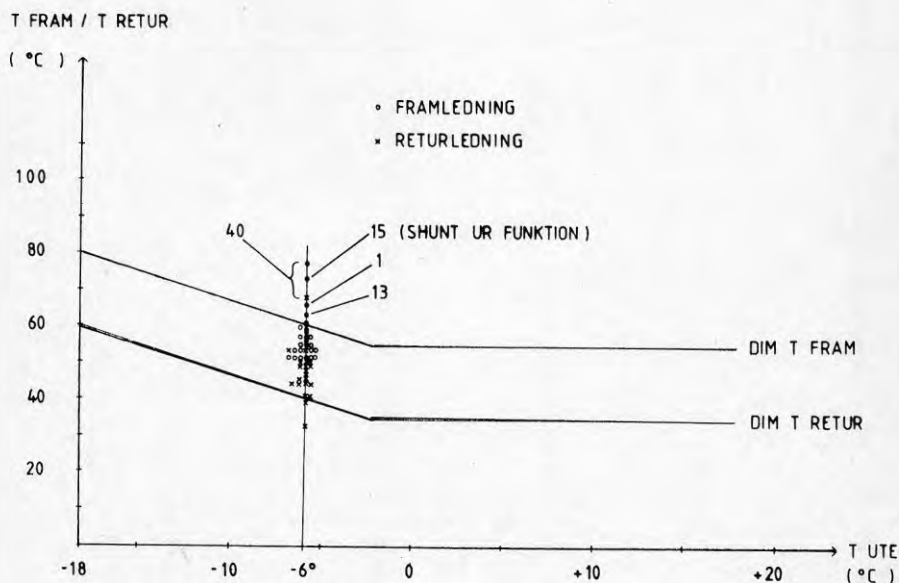
Bef. byggnadsyta 42.500 m ²	5.310
Vindar m m 4.700 m ²	587
Ny byggnation 11.000 m ²	440
Ny kulvert	+ 60

	6.400

Inklusive kulvertförluster blir totala effektbehovet 6,4 MW.

3.3 Temperaturbehov

De befintliga byggnadernas värmesystem är dimensionerade för 80 grad. C framledningstemperatur med 60 grad. C returledningstemperatur vid dimensionerande utetemperatur -18 grad. C.



Figur 3.1 Kontroll av fram- och returledningstemperaturer i de enskilda byggnadernas värmesystem 860108 som funktion av utetemperaturen.

Vid kontroll av samtliga framlednings- och returledningstemperaturer låg de flesta värmesystemen inom gränserna för den ursprungliga dimensioneringen, vilket innebär att även fjärrvärmens framledningstemperatur kan ligga kring 80 grad. C och dess retur kring 60 grad. C.

De få värmesystem som idag arbetar på högre temperaturnivå än dimensionerat kan regleras ner i samband med ombyggnad av kulverten.

De tillkommande byggnaderna kommer att dimensioneras enligt Svensk Byggnorm med 55 grad. C fram- och 45 grad. C returledningstemperatur.

För tappvarmvattenberedning räcker framledningstemperaturen +55 grad. C.

3.4 Kulvertutförande

De befintliga primärvärmeledningarna är förlagda i gångbara markkulvertar med höjden 1,7 m och bredden 1,5 m tillsammans med kall- och tappvarmvattenledningar samt elkablage.

P g a bristfällig rörisolering är temperaturen i kulvertgångarna uppåt 40 grad. C, vilket medför stora värmeförluster till omgivningen. De årliga kulvertförlusterna beräknas vara 2.800 MWh, vilket motsvarar 20% av totala värmeförbrukningen.

Med tanke på ledningsnätets ålder (uppförda 1920) samt att kulvertledningarna på vissa ställen är rostangripna från utsidan, bör de ersättas med ny kulvert.

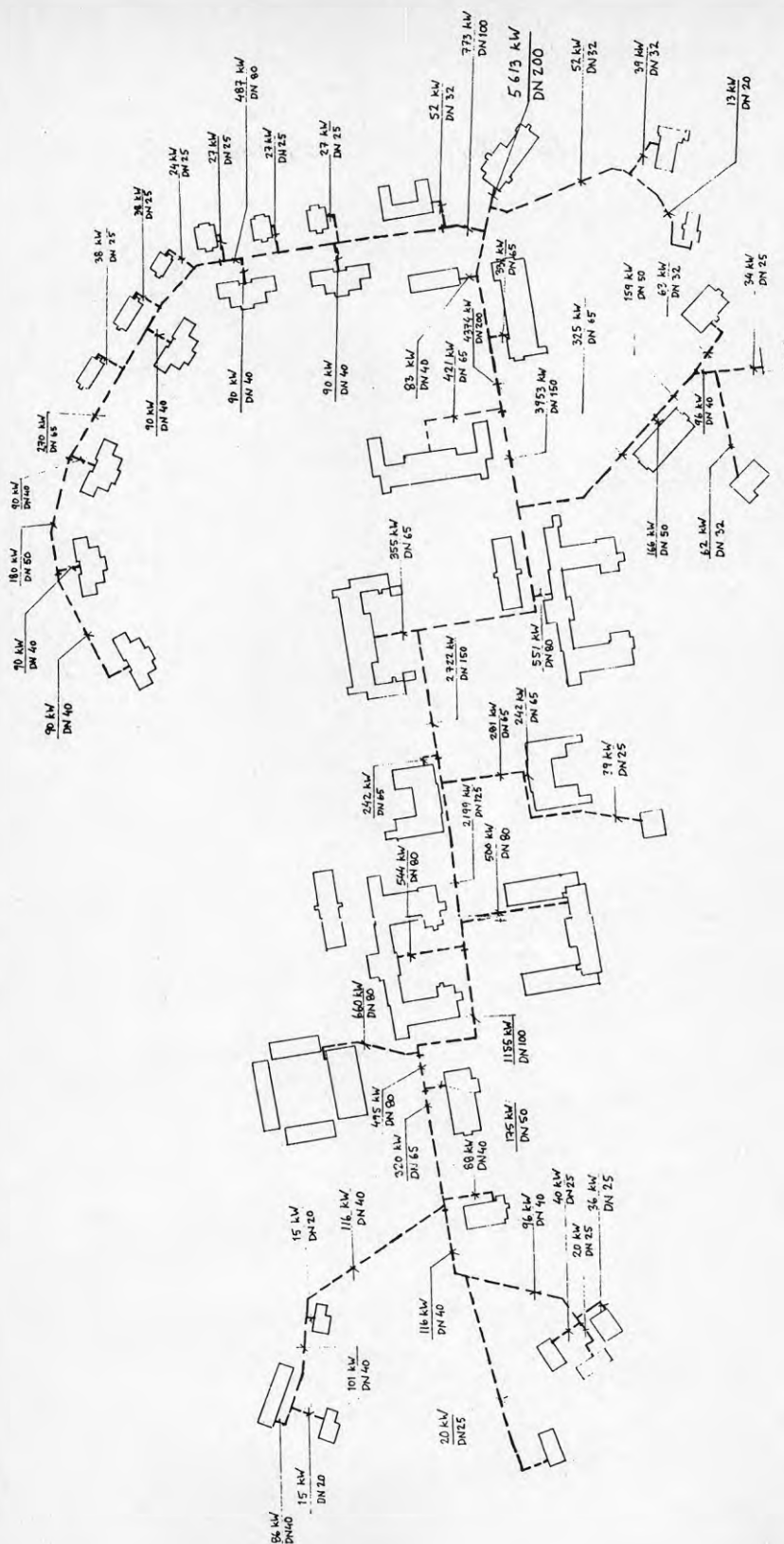
För att undvika asbestsanering föreslår vi att de gamla ledningarna får ligga kvar och att ny plast-rörskulvert typ Twin tube (2 st polyuretanskums-isolerande stålrör inuti ett styck mantelrör av plast) förläggs i mark med ny dragning vid sidan av befintlig kulvert, samt att byggnaderna tillhörande det mindre nätet inklusive de tre enskilda villorna ansluts till det enda stora nätet, se kulvertförläggningsförslag på nästa sida.

Kallvattenledningar får ligga kvar i befintlig kulvert medan varmvattenledningen proppas. Varmvattenberedning anordnas lokalt i varje undercentral.

Den nya kulvertledningen dimensioneras för 80/60 grad. C fram- resp. returtemperatur.

Förlusterna från det nya kulvertnätet beräknas vara 560 MWh per år, vilket motsvarar 4% av totala värmebehovet.

Kostnaden för förläggning av ny kulvert, byte till undercentraler med lokal varmvattenberedning samt installationer i värmecentral i anslutning till pannor etc är 4,4 miljoner kronor fördelade enligt tabell på följande sida.



Kulvertförläggning inklusive schaktning, totalt 1.430 m	1.150 tkr
Ombyggnad av 40 st undercentraler	2.900 tkr
Installationer i värmecentral	+ 350 tkr

	4.400 tkr

Vid ett energipris på 0,30 kr/kWh är pay-off tiden för denna installation relaterat till de minskande kulvertförlusterna 6,5 år.

3.5 Undercentralutförande

De befintliga undercentralerna består av shuntgrupper som blandar in primärvarmevatten med husets sekundärvarmevatten så att rätt framledningstemperatur erhålls, d v s det är samma varmevatten som cirkulerar i hus och distributionsvärmeledningar.

Vi föreslår att denna princip behålls, vilket eliminerar värmeväxlare för värme i varje undercentral samt gynnar låga temperaturer i distributionskretsen. Utbytet från värmepumpar eller solfångare ökar med sänkning av temperaturnivåerna.

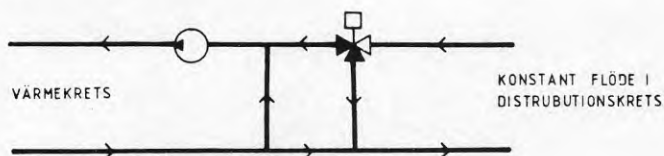
För beredning av förbrukningsvarmvatten krävs däremot värmeväxlare i undercentralerna.

Varmvatten kan beredas med direktväxling, d v s ackumulatorer behövs ej.

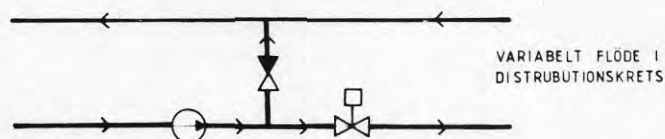
Samtliga cirkulationspumpar, shuntventiler, reglercentraler, ställdon samt rörkoppel i undercentral ersätts med nytt material.

Däremot ändras shuntkopplen från trevägsventiler med konstantflöde i primärkretsen till tvåvägsventiler med variabelt flöde i primärkretsen, vilket ger låga returtemperaturer till värmecentralen och bättre utbyte vid val av solvärme eller värmepump för värmeproduktion.

BEFINTLIGA SHUNKOPPEL I UNDERCENTRAL
3 - VÄGSVENTIL



NYA SHUNKOPPEL I UNDERCENTRAL
2 - VÄGSVENTIL



Figur 3.2 Befintlig och ny princip för värme i undercentral

4. ENERGIPRODUKTION MED OLJA

Den befintliga värmecentralen består idag av 2 st oljepannor på vardera 2,4 MW samt 2 st ångpannor på vardera 0,5 MW vilket ger installerad effekt 5,8 MW.

Ångan används dels för diskning i centralköket, dels för beredning av tappvarmvatten centralt i 2 st stora förrådsberedare.

De två oljepannorna renoverades 1980 då brännare och konvektionsdelar byttes ut. Dessutom renoverades den nuvarande skorstenen.

Brännarna och konvektionsdelarna har ca 10 års ytterligare livslängd. Kostnader för bytet av dessa var 150.000 kr.

Vid fortsatt drift bör rökgasspjällen förses med ny reglering samt eldstadsytorna i de båda pannorna bytas ut.

De båda ångpannorna ersätts av en ny låglastpanna på 1,0 MW (skrotning av ångpannorna förutsätter att man installerar nya undercentraler samt ny kulvert).

Kostnaderna för renovering av de två oljepannorna är 55.000 kr. Skrotning av befintliga varmvattenberedare och ångpannor bedöms kosta 40.000 kr.

Kostnad för ny 1,0 MW oljepanna inklusive installation är 150.000 kr

Kapitalkostnad

Renovering	55.000:--
Skrotning	40.000:--
Ny låglastpanna	150.000:--

	245.000:--

Årskostnad

Med avskrivningstiden 15 år och realräntan 6% (nominell ränta minskad med årlig inflation) blir årliga annuiteten 25.000 kr.

Årspannverkningsgraden 0,85 och energibehovet 14.300 MWh ger oljeförbrukningen 1.570 m³ (EoL4) per år. Med oljepriset 1.900 kr/m³ blir årskostnaden för olja 2.983.000:--

<u>Drift och underhåll</u>	150.000:--

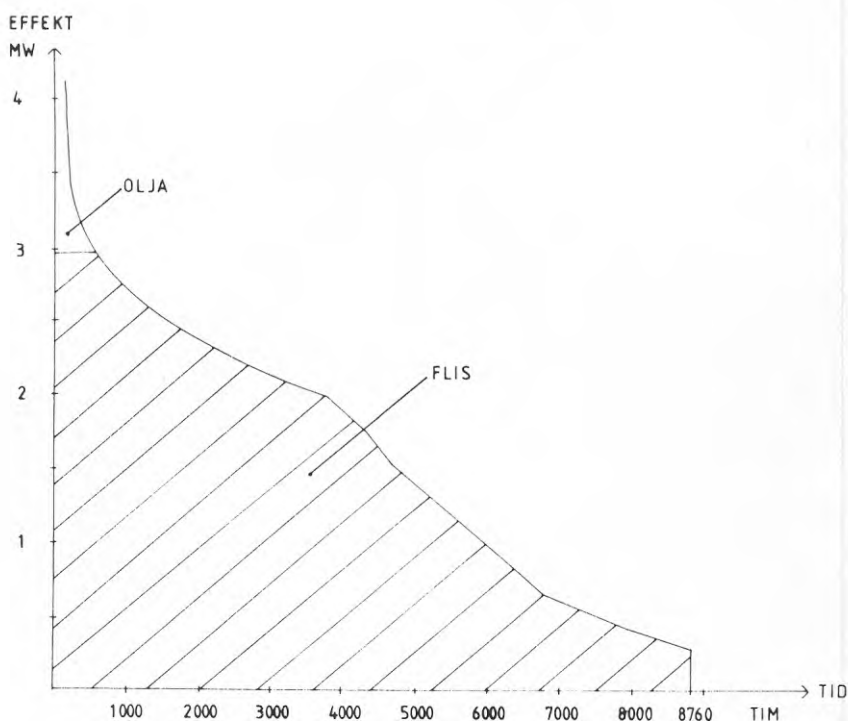
	3.158.000:--

Driftskostnaden per år är 3.160 tkr och energipriset 22,1 öre/kWh.

Just nu är oljepriset nere på 1.400 m3 efter senaste halvårets drastiska sänkningar. Med detta oljepris fås energipriset 16,6 öre/kWh.

5. ENERGIPRODUKTION MED FLIS + OLJA

En installation av en 3 MW:s fastbränslepanna för flis i befintliga värmecentralen skulle täcka 96% av värmebehovet. Resterande 4% utgör effekttoppar vid vinterdrift varför båda befintliga oljepannorna behålls samt renoveras.



Figur 5.1 Varaktighetsdiagram över Sundby Park med flis och olja inlagd

Flispannan förses med stoker samt silo för inmatning av bränsle. Silon kan placeras invid värmecentralens östra sida mot fotbollsplanen eller ovanför värmecentralen där idag det gamla kolintaget står.

Silon rymmer 320 m³ och har dimensionerna 8 m bred, 10 m lång och 4 m djup.

Pannan förses även med rökgasrening och askutmatning.

Vid vinterlast, max 3,0 MW, krävs 120 m³ flis per dygn, d v s en full silo räcker 2,6 dygn.

Vid låglast sommartid 0,5 MW räcker en full silo 2 veckor.

För att erhålla en jämn fliskvalitet är det brukligt att flisleverantören får betalt efter antal producerade kWh istället för mängd flis. Debiteringsformen fungerar bra om kvalitetsmätutrustning som godkänts av båda parter installeras.

Kostnad flispanna

Komplett anläggning med silo,
stoker, panna, rökgasrening,
askutrustning och styr och
regler, el:

4.084.000:--

Inkoppling i värmecentral:

+ 250.000:--

4.334.000:--

Kostnad olja

Enligt kap. 4
exkl. ny låglastpanna

+ 95.000:--

Total kostnad

4.429.000:--

Årskostnad flisvärme

Flispanna inkl. kringutrustning
15 års avskrivningstid och 6% real-
ränta ger

446.000:--

Flis:

Energiförbrukningen 13.800 MWh med
energipriset 14 öre/kWh ger

1.928.000:--

Årskostnad oljeeldning

15 års avskrivningstid och 6%
 realränta på renoveringsarbetet 10.000:--

olja:
 540 MWh med årspannverkningsgrad
 0,85 ger 63 m3 Eol. Oljepriset
 2.100 kr/m3 ger 132.000:--

Drift och underhåll + 200.000:--

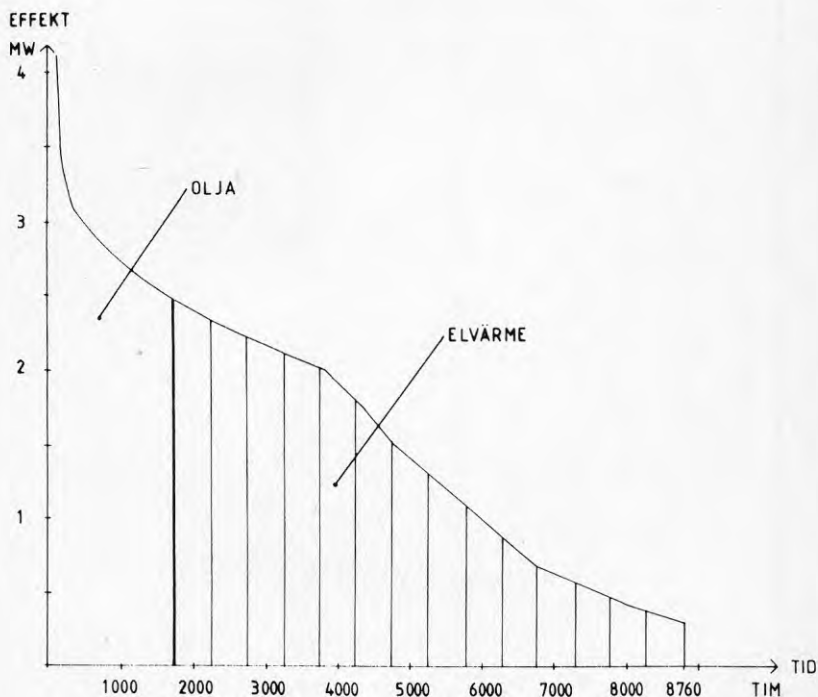
2.716.000:--

Årskostnaden 2.720 tkr ger energipriset
19,0 öre/kWh

6. ENERGIPRODUKTION MED EL OCH OLJA

De befintliga byggnaderna saknar skorstenar med rök-rör, varför en lösning med decentraliserad elvärme med en elpanna i varje fastighet kräver fulleffekts-elpannor. Kablage samt effektaggifter för att täcka några få timmars fulleffekt per år är dyrbart och möjligheten att samköra med olja finnas enbart med ett centralt elvärmealternativ.

Genom att behålla och renovera oljepanncentralen enligt kap. 4 och använda denna för vinterlasten, kan en centralt belägen elpanna dimensioneras för ca halva effekten.



Figur 6.1 Varaktighetsdiagram över Sundby Park med elpanne + oljeproduktion inlagd

Elpannan täcker härmed områdets effektbehov ner till -2 grad. C utetemperatur och energiproduktionen täcker 65% av totala behovet.

Vid utomhustemperaturer under -2 grad. C ställs elpannan av (ca 3,4 månader). Resterande 35% täcks av oljedrift. För att ej behöva varmhålla oljecisterner-na året runt, vilket är nödvändigt vid användande av eldningsolja 4 trots att oljepannorna ej utnyttjas samt för att förenkla driften av pannorna (oljebord krävs ej), föreslår vi att man går över till eldningsolja 1. Samma utrustning kan användas (brännare etc) men oljepriset är något högre. Pannverkningsgraden vid vinterdrift är ca 0,85.

En 10 kV elektrodpanna med 2,6 MW effekt kan regleras ner till 5% av maxeffekten och sålunda även klara låglasten sommartid. Elpannan placeras på plats för ångpanna. Elpanneinstallationen utförs som en totalentreprenad med entreprenadgränsen mot energiverkets 10 kV servisledning (brytarfack ingår i entreprenaden), samt mot rörinkopplingen på distributionsnätets returledning. Kostnaden för elpannedriften består av kapitalkostnader, fasta elavgifter, rörliga elkostnader samt energiskatt.

Enligt Strängnäs Energiverk kommer troligen skattebefrielse vid avkopplingsbar el snart att försvinna, varför detta alternativ ej utretts.

Kapitalkostnad El

Servisledning fram till värme-central inkl. schakt	496.000:--
--	------------

Totalentreprenad elpanna	1.140.000:--
--------------------------	--------------

Kapitalkostnad olja

Enligt kap 4	245.000:--
--------------	------------

<u>Total kostnad</u>	1.881.000:--
----------------------	--------------

Årskostnad El

Med 15 års avskrivningstid och 6% realränta fås årliga annuitetsbeloppet	168.000:--
--	------------

Fasta elavgifter:

Högspänningsabonnemang inkl. högbelastningsavgift	709.000:--
---	------------

Rörlig elkostnad:

Elenergiförbrukning 9370 MWh, elenergi-priset varierar mellan 12,1 - 16,3 öre/kWh beroende på årstid	1.403.000:--
--	--------------

Energiskatt: 7,2 öre/kWh

675.000:--

årskostnad olja

Annuitet enligt kap. 4

25.000:--

Oljekostnader:

Med pannverkningsgraden 0,85 och energiproduktionen
5000 MWh blir oljeförbrukningen 589 m³ (Eol) per år.
Oljepriset 2.100 kr/m³

ger årskostnaden för olja

1.237.000:--

Drift och underhåll

+ 100.000:--

4.317.000:--

Driftskostnaden per år för elpanna + olja är såle-
des 4.320 tkr och energipriset 30,7 öre/kWh.

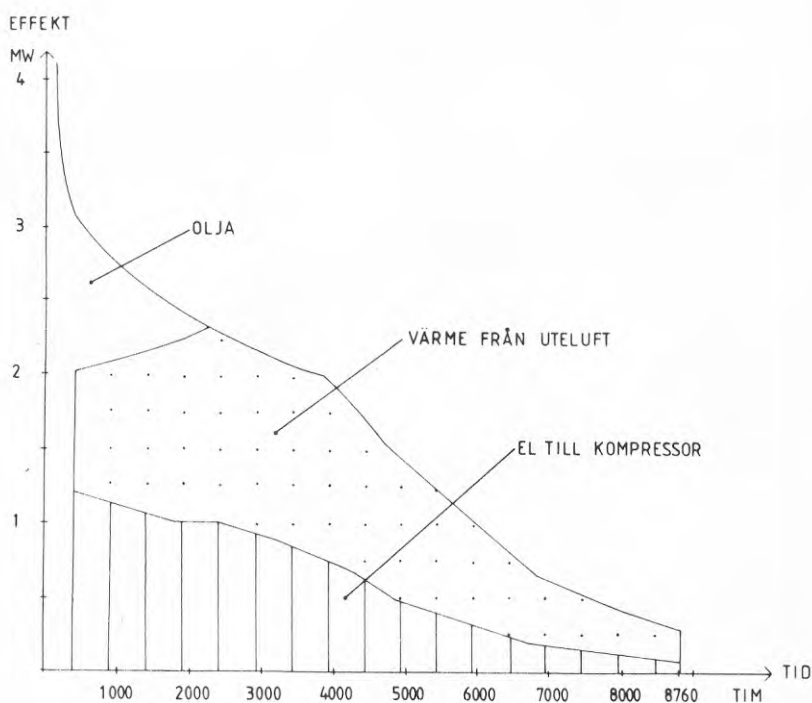
Kommentar:

Om man för att öka täckningsgraden för elpannan
sankör el och olja även vid utetemperaturer under
-2 grad. C, d v s elpannan tar baslasten hela året
och oljepannan spetslasten, stiger täckningsgraden
till 95% och årliga energipriset till 37 öre/kWh.

7. ENERGIPRODUKTION MED VÄRMEPUMP

7.1 Uteluftsvärmepump

Samkörning av befintlig oljepanncentral med en uteluftsvärmepump som klarar av hela nätets effektbehov ner till +1 grad. C ger en täckningsgrad på 85%



Figur 7.1 Varaktighetsdiagram över Sundby Park med uteluftsvärmepump + oljeproduktion inlagd

Uteluftsvärmepumpens kapacitet minskar alltefter-
som nätets effektbehov ökar p g a sjunkande ute-
luftstemperatur samt ökad påfrostning på förångarna
vilket kräver avfrostning (= produktionsbortfall).

Värmepumpen kan trots det producera energi ner till -10 grad. C utetemperatur. Vid temperaturer därunder ställs värmepumpen av. Årsvärmefaktorn för uteluftsvärmepumpen inklusive kringutrustning är 2,3.

Kylmedelkylarna, 9 st med måtten 4,8 m x 2,1 m x 1,6 m (L x B x H) vardera kräver en uppställningsyta på ca 10 m x 18 m och kan placeras i anslutning till de två befintliga oljecisternerna söder om panncentralen.

De två kompressorerna (motoreffekt 600 kW) med förångare och kondensorer placeras i värmecentralen där tidigare varmvattenberedarna samt ena ångpannan stod. Mellan kylmedelkylarna placerade ca 70 m från värmecentralen och förångarna i värmecentralen ansluts en brinekrets.

Kondensorererna ansluts före och i serie med oljepannorna så att distributionsnätets retur först förvärms av värmepumparna och sedan eftervärms av oljepannorna då effektbehovet överstiger värmepumparnas uteffekt. Oljepanncentralen renoveras enligt kap. 4 samt eldas med Eol.

Kapitalkostnader uteluftsvärmepump

2 st värmepumpar samt idrifttagning	3.000.000:--
9 st kylmedelkylare inkl. installation	866.000:--
Inkoppling på värmesidan	250.000:--
Elmatarkabel från Sofieberg	359.000:--
Transformatorstation	350.000:--

Kapitalkostnad olja

Enligt kap. 4	245.000:--

<u>Totalkostnad</u>	5.070.000:--

Årskostnader uteluftsvärmepump

Med 15 års avskrivningstid och 6% realränta fås årliga annuitetsbeloppet	497.000:--
--	------------

Fasta elavgifter:

högspänningsabonnemang inkl. högbelastningsavgift	379.000:--
---	------------

Rörlig elkostnad:

Elenergiförbrukning 5280 MWh

Elenergipriset varierar mellan 12,1 - 16,3
öre/kWh beroende på årstid

782.000:--

Energiskatt:

7,2 öre/kWh

380.000:--

Årskostnad olja

Annuitet enligt kap. 4

25.000:--

Oljekostnader:

Med pannverkningsgraden 0,85 och energi-
produktionen 2260 MWh blir oljeförbrukningen
266 m³ (Eol) per år.

Oljepriset 2.100 kr/m³ ger

559.000:--

Drift och underhåll

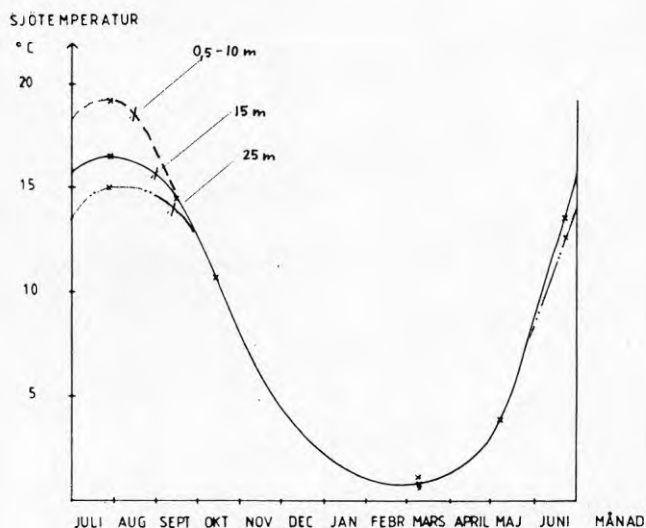
+ 200.000:--

2.822.000:--

Driftskostnaden per år för uteluftsvärmepump + olja
är 2.820 tkr och energipriset 21,4 öre/kWh

7.2 Sjövärmepump med kollektor

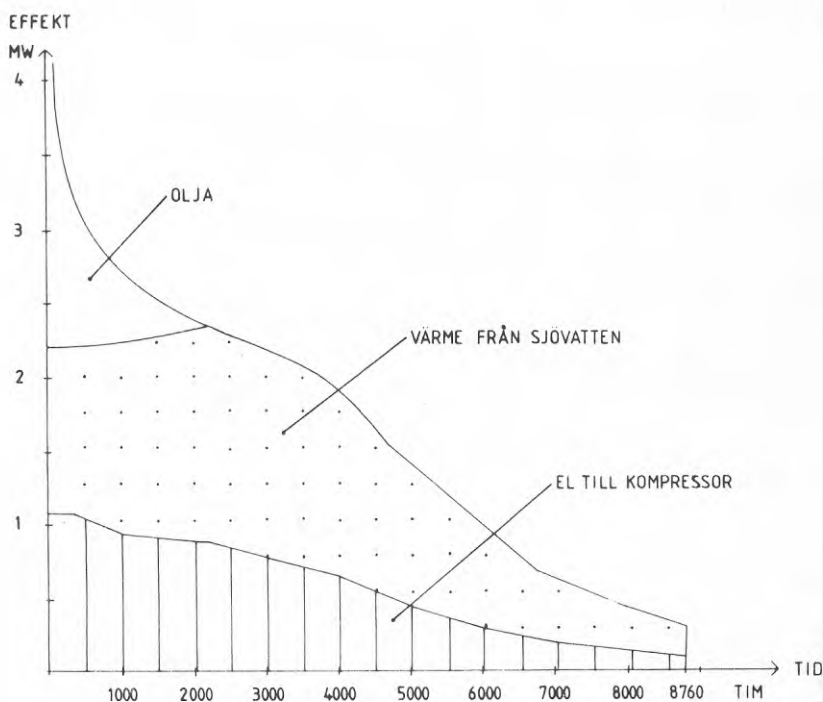
I insjöar är temperaturen i bottenregionen (25 m) vintertid ofta lägre än motsvarande temperatur utefter våra kuster. En orsak är troligen tillrinning från kalla vattendrag, en annan strömmar som blandar kallt ytvatten med det varmare bottenvattnet. I havet är botten temperaturerna sällan under +4 grad. C medan temperaturerna i Mälaren kan understiga +1 grad. C.



Figur 7.2 Temperaturer på olika nivåer i Mälaren. Mätvärden från Naturvårdsverkets mätningar vid mätstation Blacken, 1976.

Genom att vid sjövärmepumpdrift använda sjökollektorer med en sluten brinekrets kan man utnyttja dessa låga temperaturer och till och med frysa vattnet kring kollektorn och på så vis även ta ut isbildningsvärme ur sjövattnet.

Sjökollektorerna består av PEM-plaströr sammanbundna till 6 st kollektorer med totala bottenytan 31.000 m² (120 m x 260 m) som förankras i botten i viken söder om värmecentralen. Mellan viken och värmecentralen (ca 250 m) läggs en brinekulvert som förbinder 3 st värmepumpar a 400 kW motoreffekt i värmecentralen med sjökollektorerna.



Figur 7.3 Varaktighetsdiagram över Sundby Park med sjövärmepump med kollektor + oljeproduktion inlagd

Sjövärmepumpen klarar ensam nätets effektbehov ner till -1 grad. C utetemperatur. Vid lägre utetemperaturer samkör värmepumpen med oljepannorna där värmepumpen förvärmer distributionsreturen enligt kap 7.1. Vid maxeffekt kallaste dagen ger värmepumpen 2,2 MW och oljepannorna 3,6 MW. Fulleffektoljepannor krävs således ej och den nya låglastoljepannan krävs ej för denna systemlösning.

Årsvärmefaktorn för sjövärmepump med kollektor är 2,6 och täckningsgrad är 91% av nätets totala energi-behov.

Kapitalkostnad sjövärmepump med kollektor

Totalentreprenad sjövärmepump med kollektor	7.500.000:--
Inkoppling på värmesidan	250.000:--
Elmatarkabel från Sofieberg	359.000:--
Transformatorstation	350.000:--

Kapitalkostnad olja

Enligt kap. 4 exkl. låglastpanna	95.000:--
<u>Totalkostnad</u>	<u>8.554.000:--</u>

Årskostnader sjövärmepump med kollektor

Med 15 års avskrivningstid och 6% realränta fås årliga annuiteten	881.000:--
--	------------

Fasta elavgifter: högspänningsabonnemang inkl. hög- belastningsavgift	379.000:--
---	------------

Rörlig elkostnad: elförbrukning 5080 MWh elenergi priset varierar mellan 12,1 - 16,3 öre/kWh beroende på årstid	789.000:--
--	------------

Energiskatt: 7,2 öre/kWh	366.000:--
-----------------------------	------------

Årskostnad olja

15 års avskrivning och 6% realränta på
renoveringsarbetet ger annuiteten

10.000:--

Oljekostnader:

med pannverkningsgraden 0,85 och
energiproduktionen 1200 MWh blir
oljeförbrukningen 141 m³ (Eol) per år
oljepriset 2.100 kr/m³ ger

296.000:--

Drift och underhåll

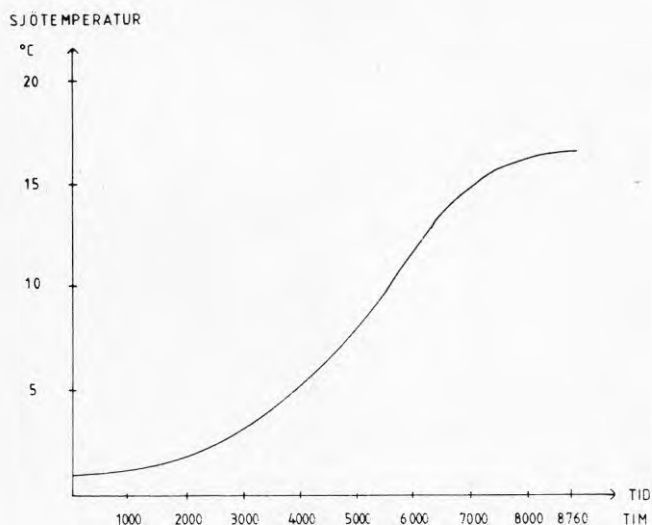
150.000:--

2.871.000:--

Driftskostnader per år är 2.870 tkr och
energipriset 22,0 öre/kWh.

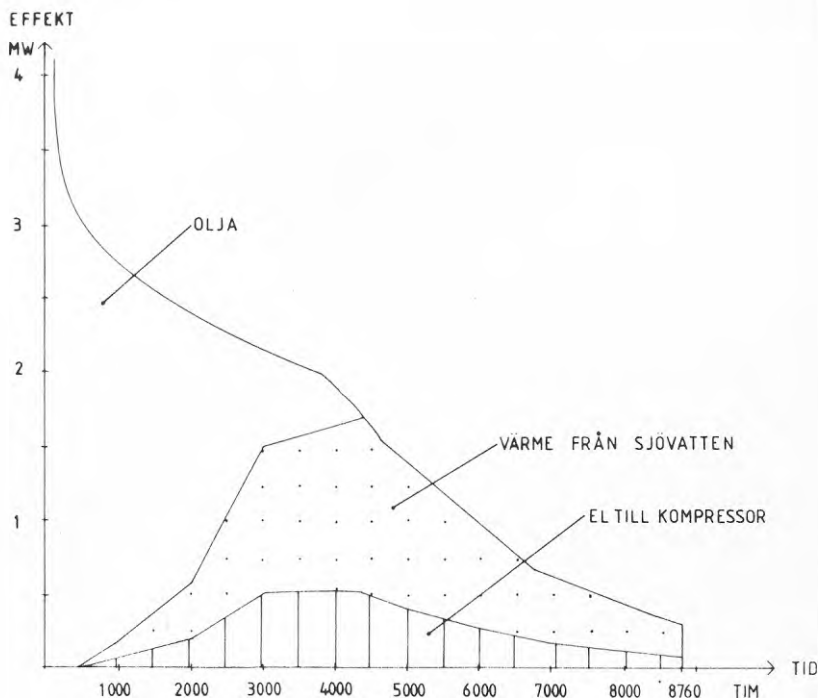
7.3 Sjövärmepump, öppet system

Med ett öppet sjövärmepumpsystem begränsas effektuttaget från sjövattnet då vattentemperaturen närmar sig +1,1 grad. C, p g a risk för frysning i värmeväxlaren. För att öka utnyttjningsgraden kan man välja ett högt vattenflöde genom värmeväxlaren som vid maxeffekt endast kyls 2 grad. C innan det returneras till sjön.



Figur 7.4 Varaktighetsdiagram över Mälarens vattentemperatur på nivå 15 m. Mätvärden från Naturvårdsverkets mätningar vid Blacken, 1976

Trots denna åtgärd måste effektuttaget, d v s kylningen av sjövattnet begränsas vintertid då sjötemperaturen även på 25 m-nivån ofta understiger 3,1 grad. C, vilket krävs för fulleffektdrift, se figur 7.2 samt figur 7.5.



Figur 7.5 Varaktighetskurva över Sundby Park med öppet sjövärmepumpsystem + olja inlagd.

För att erhålla god utnyttjningsgrad av sjövärmepumpen väljs en mindre anläggning med en 600 kW kompressor-motor som täcker hela nätets energibehov ner till +4 grad. c utomhustemperatur. Under denna temperatur samkörs sjövärmepump med oljepannor. Under ca 500 timmar per år kommer sjövärmepumpen vara helt avstängd p g a för låg sjövattentemperatur.

Årsvärmefaktorn för sjövärmepump med öppen krets inklusive färskvattenpumpar är 2,5 och täckningsgraden är 51% (årsvärmefaktor exkl färskvattenpumpar är 3,4!).

Vid sjöstranden 250 m söder om värmecentralen placeras ett pumphus som förses med en plattvärmeväxlare, en sjövättelpump samt en brinepump. Ett sugrör leds ut från pumphuset som mynnar på ca 5-15 m djup i viken (val av djup har ingen drastisk inverkan på temperaturerna).

I pumphuset växlas värmen till en brinekrets som via kulvert (diam. 300) överför värmen till värmepumpen placerad i värmecentralen.

Kapitalkostnad sjövärmepump, öppet system

1 st värmepump 600 kW motoreffekt idrifttagen inkl. styr och el	1.500.000:--
Pumpstation med värmeväxlare och intagsrör	544.000:--
Brinekulvert samt värmerör	1.584.000:--
Elmatarkabel från Sofieberg	359.000:--
Transformatorstation	350.000:--

Kapitalkostnad olja

Enligt kap. 4	245.000:--
---------------	------------

<u>Totalkostnad</u>	4.582.000:--
---------------------	--------------

Årskostnader sjövärmepump, öppet system

Med 15 års avskrivningstid och 6% realränta fås årliga annuiteten	472.000:--
Fasta elavgifter: högspänningsabonnemang inkl. hög- belastningsavgift	192.000:--
Rörlig elkostnad: Elförbrukning: 2840 MWh Elenergipris varierar mellan 12,1-16,3 öre/kWh beroende på årstid	426.000:--
Energiskatt: 7,2 öre/kWh	204.000:--

Årskostnad olja

15 års avskrivning och 6% realränta på renoveringsarbetet ger annuiteten	25.000:--
---	-----------

Oljekostnad:

Med pannverkningsgraden 0,85 och energi- produktioinen 7060 MWh blir oljeförbrukningen 831 m3 (Eol) per år oljepriset 2.100 kr/m3 ger	1.745.000:--
--	--------------

Drift och underhåll

	200.000:--

	3.264.000:--
--	--------------

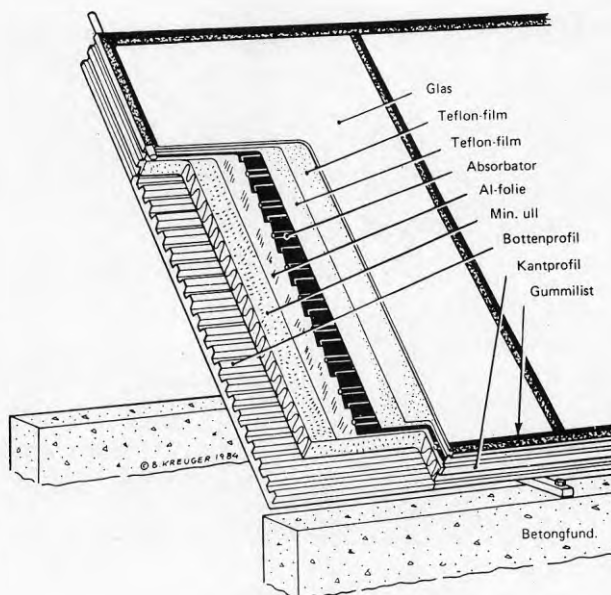
Driftskostnaden per år är 3.260 tkr och
energipriset 22,8 öre/kWh.

8. ENERGIPRODUKTION MED SOLFÅNGARE OCH SÄSONGLAGRING

8.1 Solfångarna

De senaste årens utveckling av stora solvärmesystem har på tre år sänkt kostnaden för solfångare inkl. system till hälften samtidigt som verkningsgraden har fördubblats.

Tekniken bygger på plana högeffektiva solfångare där varje modul är 12,5 m² (6 m lång, 2,1 m hög) som placeras ut på någorlunda avplanad mark på enkla betongfundament i solfångarfält.



Figur 8.1 Solfångarmodul

Mellan solfångarna och värmeväxlarcentralen cirkulerar en propylenglykol/vattenblandning som överför värmen till lagerkretsen.

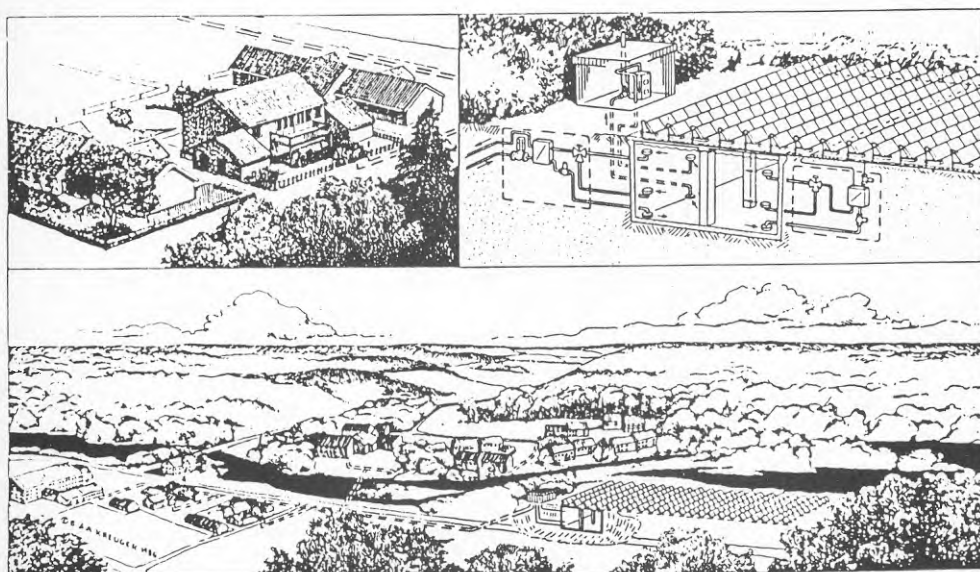
25.000 m² solfångaryta med ett 80.000 m³ isolerat marklager täcker 78% av totala värmebehovet.

Erforderlig markyta för solfångarfältet är 56.900 m² 190 m x 300 m, solfångarfältet placeras lämpligen sydöst om värmecentralen, vilket innebär att ytterligare ca 47.000 m² mark får införskaffas.

8.2 Marklagret

Marklagret på 80.000 m³ består av en 20 m djup grop med längden 71 m och bredden 71 m.

Magasinet är täckt av prefabricerade betonghåldäck, längd 12 m, som bärs upp av pelare och balkar med inbördes avståndet 6 m resp. 12 m.



Figur 8.2 Systemskiss med marklager. Bilden visar Ingelstad II

Lagret är invändigt isolerat med 30 cm polyuretan och försett med ett tätskikt mellan lagervatten och isole-ring.

Lageröverytan används som solfångarfält.

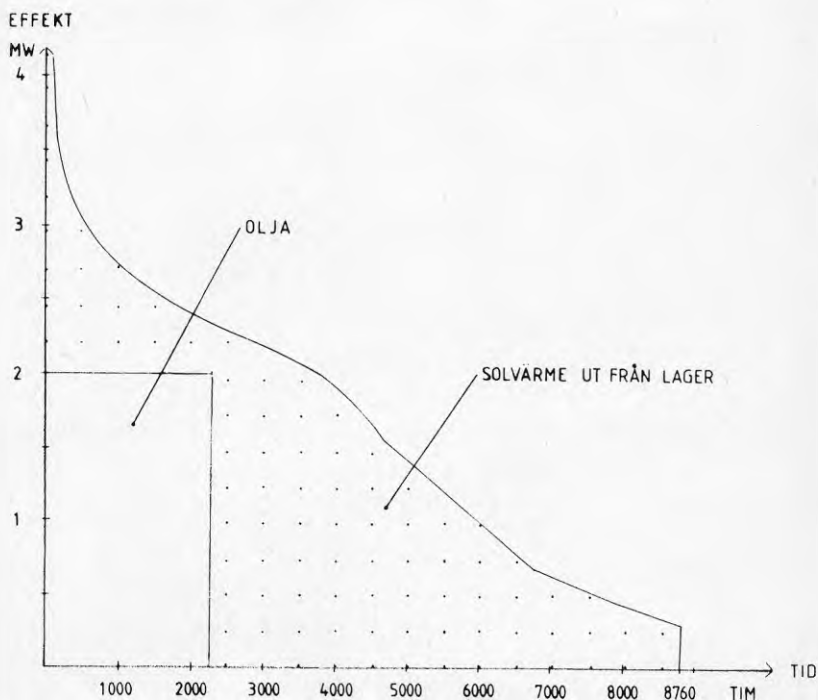
Placeringen av lagret beror på lokaliseringen av bra och ytligt berg. I kostnadsberäkningen nedan har vi räknat med berg 3 m under markytan.

Alternativt kan ett bergrum byggas där den ökade värmeförlusten för detta oisolerade lager kan täckas med ökad solfångaryta till samma energipris.

8.3 Säsongslagrad solvärme + olja

Solvärmen täcker 69% av värmebehovet och resterande 31% täcks av de befintliga oljepannorna.

En oljepanna startas i början av december och går på konstant effekt ca 2 MWh och laddar lagret under drygt 3 månader.



Figur 8.2 Varaktighetsdiagram över Sundby Park med säsongslagrad solvärme + olja inlagd.

I mars börjar solen vända åter och laddning av lagret med solenergi återupptas.

Värmen till brukarna tas alltid via lagret.

En dimensionering med 100% solvärme kräver utökad lagervolym och solfångaryta. Marginalkostnaden för att täcka de sista procenten av behovet är betydligt dyrare än kostnaden för en lägre täckningsgrad.

Kostnad säsongslagrad solvärme, utan bidrag

Solfångarfält 25.300 m2 inkl. kulvert och värmeväxlarcentral:	30.360.000:--
Markinköp: 47.000 m2	141.000:--
Isolerat marklager: 80.000 m3	18.845.000:--
Installationer i värmecentral:	+ 1.265.000:--

	50.610.000:--

Kostnad olja

Renovering av oljepannor enl. kap. 4	+ 95.000:--

<u>Total kostnad</u>	50.710.000:--

Under 1986 lämnar Statens Energiverk 50%-iga bidrag på solvärmeinstallationer till system med en årlig energianvändning som understiger 3000 MWh. För system över denna storlek kommer troligen samma 50%-iga bidrag att gälla vilket klargörs först till sommaren.

Kostnad säsongslagrad solvärme, med 50%-igt bidrag

Bidraget gäller för solanläggningen exkl. tillsatspanna och mark: 0,50 x 50.470.000:--	25.235.000:--
Markinköp:	141.000:--
<u>Kostnad olja</u>	
Enl. tidigare	+ 95.000:--

<u>Total kostnad</u>	25.471.000:--

Årskostnad säsongslagrad solvärme, med 50%-igt bidrag

Solfångarfält inkl. kulvert och
VVX-central:

20 års avskrivningstid med 6% real-
ränta 1.324.000:--

Isolerat marklager:

25 års avskrivningstid med 6% realränta 736.000:--

Installationer i värmecentral:

15 års avskrivningstid med 6% realränta 65.000:--

Årskostnad olja

15 års avskrivningstid och 6% realränta
för renoveringsarbete i värmecentral: 10.000:--

Oljeinköp:

Tillsatsenergibehov 4440 MWh med årspann-
verkningsgrad 0,85 ger oljeförbrukningen
522 m3 E01
Priset 2.100 kr/m3 ger 1.096.000:--

Drift och underhåll + 150.000:--

3.381.000:--

Årskostnaden är 3.381 tkr och energi-
priset 23,6 öre/kWh

Utan energibidrag är energipriset
38,4 öre/kWh.

9 EKONOMI

Oljepriset idag för EoLS4 är nere på 1.400 kr/m³ mot 2.300 kr/m³ för ett halvår sedan.

Statsmakterna förväntar sig att priset på olja kommer att stabilisera sig på 15 dollar fatet inom närmaste 3-årsperioden.

I vår beräkning måste vi ha längre framförhållning och vår bedömning är att priset kommer att stabilisera sig på 20 dollar fatet, sett i ett längre perspektiv, vilket motsvarar ett oljepris på 1.700 kr/m³ EoLS4. Dessutom har energiministern aviserat en oljeskattehöjning med 200 kr/m³, vilket ger priset 1.900 kr/m³ (EoLS4).

Kostnaden för lätt eldningsolja bör ligga ca 200 kronor högre per m³ d v s 2.100 kr/m³.

Den årliga kapitalkostnaden för en investering har beräknats med annuitetsmetoden, d v s lånet betalas av med ett belopp som är identiskt varje år under avskrivningstiden. Genom att anta att oljepriset resp. elpriset följer inflationen har räntan på lånet utöver inflationen använts; realräntan.

Vid en 6%-ig inflation samt nominella låneräntan 12% fås realräntan 6%

För elinstallationer, värmepumpsinstallationer, panninstallationer där motorer, rörliga delar och elektronik ingår har vi valt 15 års avskrivningstid.

För solfångare på fält inklusive kulvert och värmewäxlarcentral är avskrivningstiden 20 år då solfångarna består av icke korrosiva material samt saknar rörliga delar och mer är ett byggnadselement än en maskin, panna.

Ett isolerat marklager med tätskikt av stål har lång livslängd men isoleringsmaterialet åldras varför man ej bör sätta längre än 25 års avskrivningstid. Ett motsvarande oisolerat bergrum har avskrivningstiden 40 år.

Samtliga kostnader exkluderar moms.

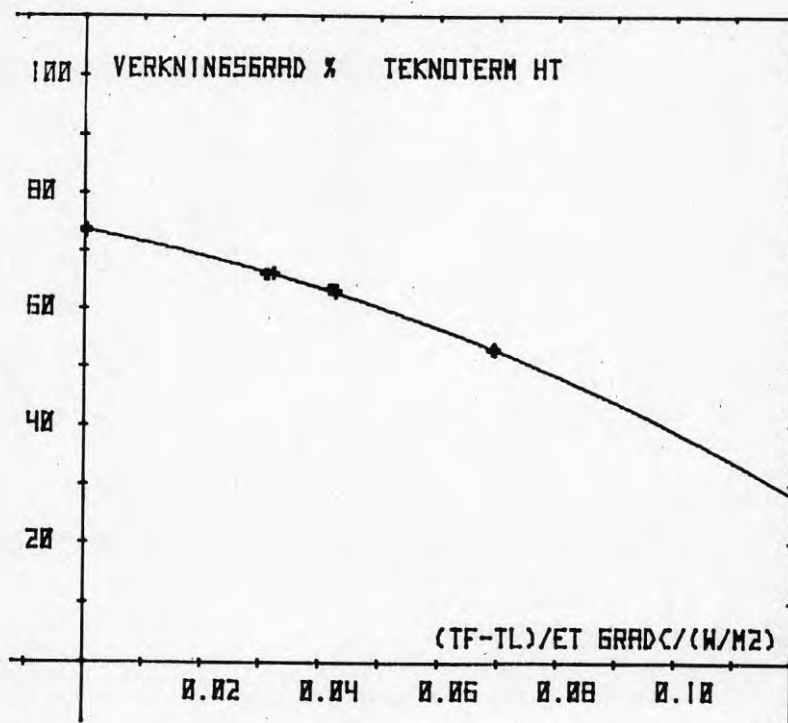
DEL II

10. DIMENSIONERING AV TÄCKNINGSGRAD, SOLFÅNGARYTA SAMT LAGERUTSEENDE VID SÄSONGSLAGRAD SOLVÄRME10.1 Solfångarfältet

De plana högtemperatursolfångarna är försedda med konvektionshinder och har sitt arbetsområde mellan 50 grad. till 100 grad. C. Om pumpflödet under drift upphör, stiger temperaturen i solfångarna till över 200 grad. C.

Konstruktionen har successivt förfinats under 5 år med inriktning på materialreducering med bibehållen god verkningsgrad, se figur 8.1.

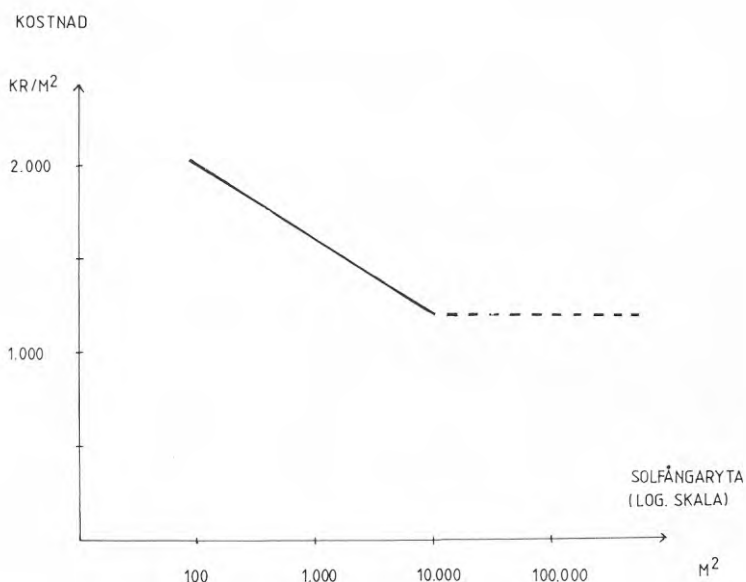
Komponenterna är av icke-korrosivt material, vilket ger en lång livslängd.



Figur 10.1 Verkningsgradskurva för plan högtemperatursolfångare, testad av Statens Provningsanstalt 851122. Fabrikat TeknoTerm HT

Högtemperatursolfångarna placeras i rader och delas in i grupper 10 och 10 . Solfångarna inom gruppen är seriekopplade till varandra med en flexibel rörböj mellan varje solfångare.

Solfångargrupperna är parallellkopplade via markförlagd isolerad kulvert som förbinder solfångarfältet med en pump- och värmeväxlarcentral.



Figur 10.2 Kostnad för installerat och idrifttaget solfångarfält som funktion av storleken.
Kostnadsläge 8606.

Genom rationellt byggförfarande samt upphandling av material i stora volymer minskar priset per m² solfångaryta vid stora installationer.

10.2 Säsongslagret

10.2.1 Lagerkoncept

Marklagret utförs med ett öppet schakt med djupet 10 - 30 m. Mellan grop och omgivande mark utförs en nedfartsramp. Schaktet täckes av prefabricerade betonghåldäck som gör lageröverytan användningsbar.

Lagret isoleras invändigt med högdensitetspolyuretan-skum och förses med ett tätskikt mellan isoleringen och lagervattnet.

Grundvattennivån kring lagret sänks för att säkerställa låg fukthalt i isoleringen.

Kostnaden för lagret kan delas upp på följande tre delar.

10.2.2 Utförande av magasinsgropen

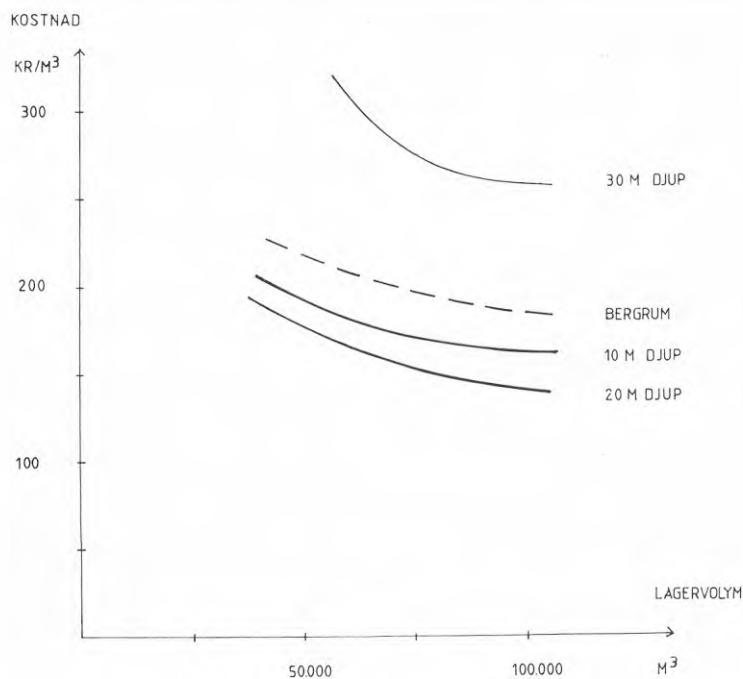
Kostnaderna för gropen härrör sig till jordschakt, bergavtäckning, sprängning och borttransport av berget, skrotning av bergväggar, bergförstärkning samt tätning av vattenförande zoner och sprickor. Dessa kostnader gäller både nedfartsramp och grop. Den relativa kostnaden för schaktningen av gropen är inte enbart beroende av total volym utan även av lagrets geometri, schaktdjupet. Ett större djup medför högre inspänningsgrad, vilket kräver ökat antal bormeter samt volym sprängämne per m³ lagervolym och en längre och djupare nedfartsramp. Däremot minskar, med minskad överyta, kostnaderna för jordschakt och bergavtäckning samt kostnaden för nästa delpost, taket.

10.2.3 Lagertaket

Lagrets tak består av prefabricerade betonghåldäck som vilar på en platsgjuten betongkant kring lagret samt på horisontella balkar som bärs upp av pelare från lagrets botten.

Betonghåldäcksmodulerna är 12 m långa, 1,2 m breda och placeras mellan betongbalkar med 12 m c-c-avstånd. Pelarna är utplacerade under balkarna på c-c-avstånd 6 m.

Figuren nedan visar lagerkostnader för lagergrop inklusive tak.



Figur 10.3 Kostnad för urschaktad grop med tak exkl. isolering som funktion av storlek och lagerdjup. Den streckade linjen anger kostnad för bergrum.

Trots den längre nedfartsrampen är det således billigare att bygga ett 20 m djupt lager än ett 10 m djupt. Vid 30 m djup ökar kostnaderna drastiskt p g a betydligt högre inspänningsgrad samt bredare och längre nedfartsramp.

Kostnaderna ovan gäller för ett kvadratisk lager.

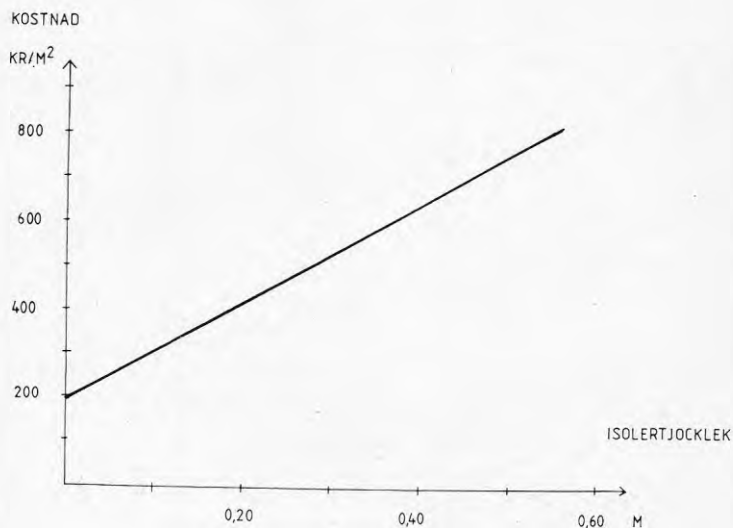
Vid val av lagergeometri tas även hänsyn till värmeförlusterna, d v s lagrets totala omslutningsyta, vilket även påverkar kostnaden för isoleringen.

Kostnaderna för bergrum hänförs till lagergeometrin höjd 30 m, bredd 18 m och längd varierande beroende på volym.

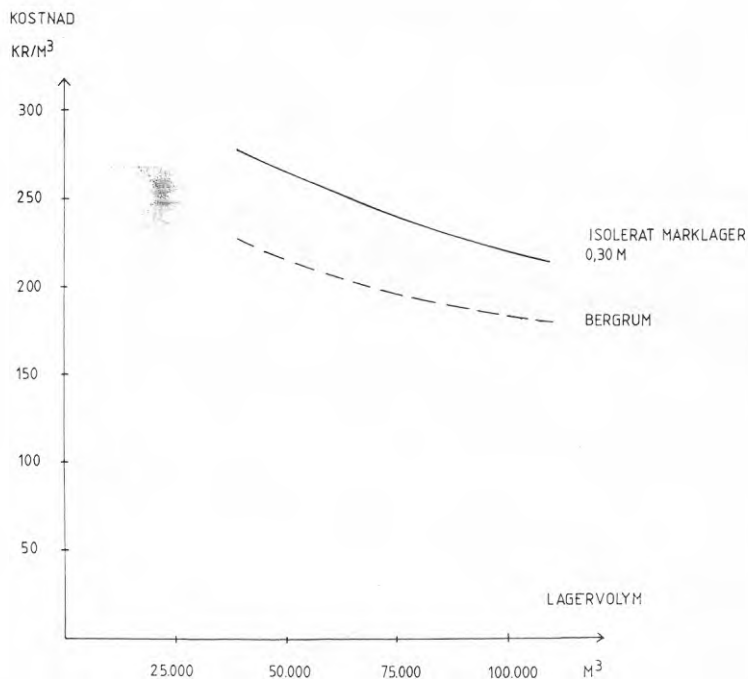
10.2.4 Isolering

Efter att lagergruppen schaktats ur tvättas och torkas väggarna. Sprickor i bergväggen tätas eller dräneras, varefter takbjälklaget med betonghåldäcken läggs. Därefter sprutas primer och polyuretanskum på väggarna i skikt tills önskad isolertjocklek erhålls. Utanpå isoleringen appliceras ett tätskikt för att skilja lagervatten från isoleringen.

I beräkningarna nedan har skumkvaliteten 50 kg/m³ förutsatts.



Figur 10.4 Kostnad för isolering inklusive primer och tätskikt som funktion av isolertjocklek och ytmängd.



Figur 10.5 Kostnad för isolerat marklager med isolertjocklek 0,30 m och lagerdjup 20 m samt för bergsrum (oisolerat) som funktion av lagerstorlek.

Kostnaden för ett 80.000 m³ kvadratisk isolerat marklager med 0,30 m isolertjocklek blir 235 kr/m³ vilket kan jämföras med ett 80.000 m³ oisolerat bergsrum för 193 kr/m³.

Detaljkonstruktion av tätskikt och dränering pågår i andra med detta parallella arbeten. Olika typer av tätskikt påverkar ej totalpriset nämnvärt.

10.3 Systemet

Energiproduktionssystemet besetår av en solvärme-krets som via en värmeväxlare värmer lagret, en pannkrets som tillför överdelen av lagret tillsatsenergi under del av vintern samt en fjärrvärmekrets som tar värme från lagret och värmer de anslutna byggnaderna via en distributionskylvert och undercentraler, se figur 8.2.

10.4 Dimensionering med SUNSYST-programmet

10.4.1 Strategi vid simulering

Vid dimensioneringen av solvärmesystemet har de flesta parametrarna varit kända och därför satts till ett konstant värde.

Detta gäller parametrar som byggnadernas temperatur och energibehov, klimatdata för Strängnäs, solfångarens verkningsgrad samt lutning, värmeväxlarkapacitet m m.

Beräkningarna har utförts för ett år, timme för timme.

De parametrar som varierats är följande:

- solfångaryta
- lagervolym
- lagerdjup
- lagerisoleringstjocklek

vilket gett olika energipriser beroende av täckningsgrad.

Dessutom har några simuleringar utförts dels för solvärmesystem med oisolerade bergrum istället för isolerade marklager, dels för mindre system för områden med mindre totalenergiförbrukning.

10.4.2 Beräkning av energiutbytet från säsongslagrad solvärme:

Klimatmodellen består av statistiska timvärden för utetemperatur, vindhastighet, solinfallsvinkel, solinfallsvinkel, solinstrålning som med hjälp av årsmedeltemperatur, dim. utetemperatur, latitud samt vind- och molnkorrigeringsfaktorer kan anpassas till aktuell plats. Således är t ex årsmedeltemperaturen 5,9 grad. C, dimensionerande utetemperatur -19 grad. C och latitud 59,4.

Värmelasten med kulvertförluster är 14.300 MWh där värmelasten består av uppvärmning och tappvarmvattenförbrukning. Uppvärmningsbehovet beskrivs av $K \times A$ (värmegenomgångstal \times totalyta) och temperaturskillnaden mellan rådande utetemp. och inomhustemp. timme för timme.

Vid dimensionerande utetemperatur -19 grad. C är erforderliga framledningstemperaturen $+80$ grad. C och returtemperaturen $+60$ grad. C.

Tappvarmvattenbehovet är 20% av värmelasten och varierar över dygnet, veckan och månaden.

Solfångarmodellen beskriver verkningsgradskurvan för en plan högttemperatursolfångare enligt figur 9.1.

Lagerförlusterna har beräknats utifrån ett konstant $k.A$, d v s temperaturgradientfronten antas ej vandra fram och tillbaka i berget beroende på årstid och lagertemperaturer.

Solandelen, täckningsgraden är summan av till lagret tillförd solvärme minskat med lagerförlusterna. Denna summa divideras med årsenergibehovet vilket ger täckningsgraden.

10.4.3 Modell för beräkning av årskostnader för solvärme och lagerinstallation

I denna kapitalkostnadsberäkning används en realränta på 4% i enlighet med tidigare nationella beräkningar till skillnad mot den högre realränta som är använd i denna rapportes första del, energiförsörjning av Sundby-området, där resultatet är ämnat för en rent kommersiell marknad.

För solfångar- och värmecentralsinstallationen är avskrivningstiden 20 år.

Ett isolerat marklager har avskrivningstiden 25 år där isoleringen bedöms vara begränsande faktorn.

För ett oisolerat bergrum har avskrivningstiden ökats till 40 år.

Investeringskostnader enligt följande:

- Solvärmeinstallationer inkl. värmeväxlarcentral, 1.200 kr/m².
- Lager med taktäckning samt isolering enligt figur 10.3 och figur 10.4.
- Installationer för in- och utmatning ur lagret har kostnadsbestämts till 100 kr/kW

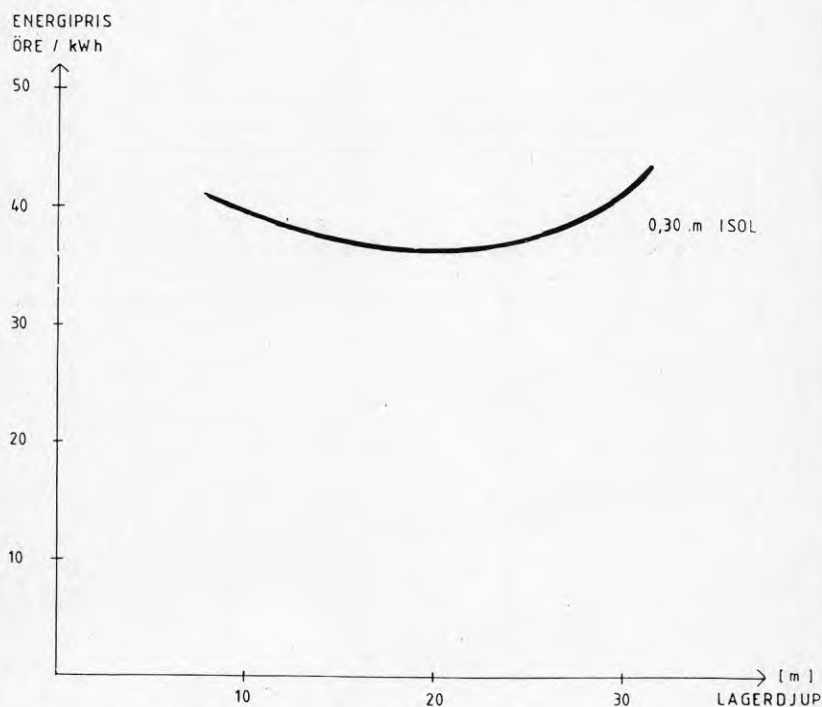
Drift- och underhållskostnader har satts till 0,2% av solfångar- och värmecentralsinstallationskostnaden.

10.5 Lagerdjupet varierar

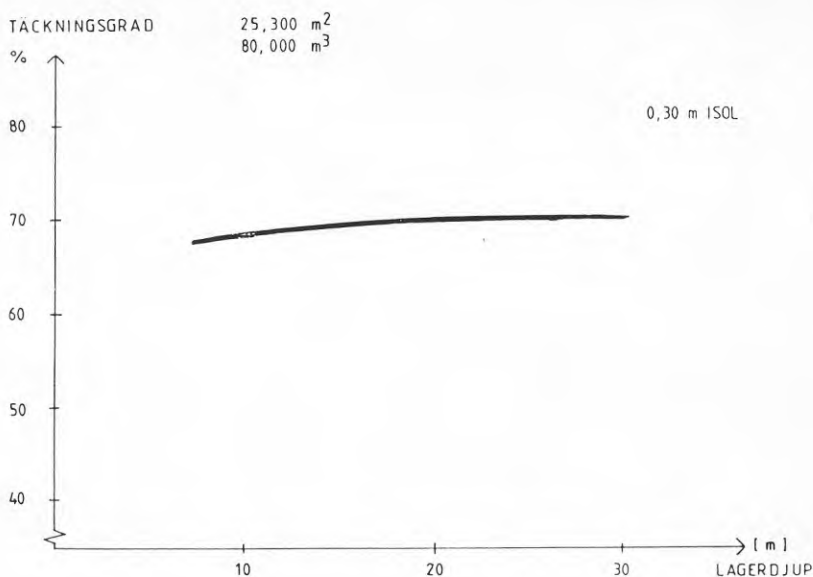
Genom att beräkna energipris och andel sol, täckningsgrad för ett antal olika simuleringar, för solvärmedelen till ett område av Sundbys storlek (14.300 MWh/år), har lämpliga dimensioneringspunkter valts ut.

För att få begrepp om parametrarnas inverkan på ekonomi och täckningsgrad varierar endast en parameter i taget medan de andra hålls konstanta.

Ur figur 10.2 kan man se att kostnaden för ett 30 m djupt lager är dyrtast men det har mest kubisk form, vilket är gynnsamt med tanke på värmeförlustminimeringen.



Figur 10.5 Energipris för säsongslagrad solenergi vid 25.000 m² solfångaryta och 80.000 m³ isolerad marklagervolym med 0,30 m isolertjocklek som funktion av lagerdjupet, schaktdjupet.



Figur 10.7 Andel sol, täckningsgrad för 25.000 m² solfångaryta och 80.000 m³ isolerad marklager-volym med 0,30 m isolertjocklek som funktion av lagerdjupet, schaktdjupet

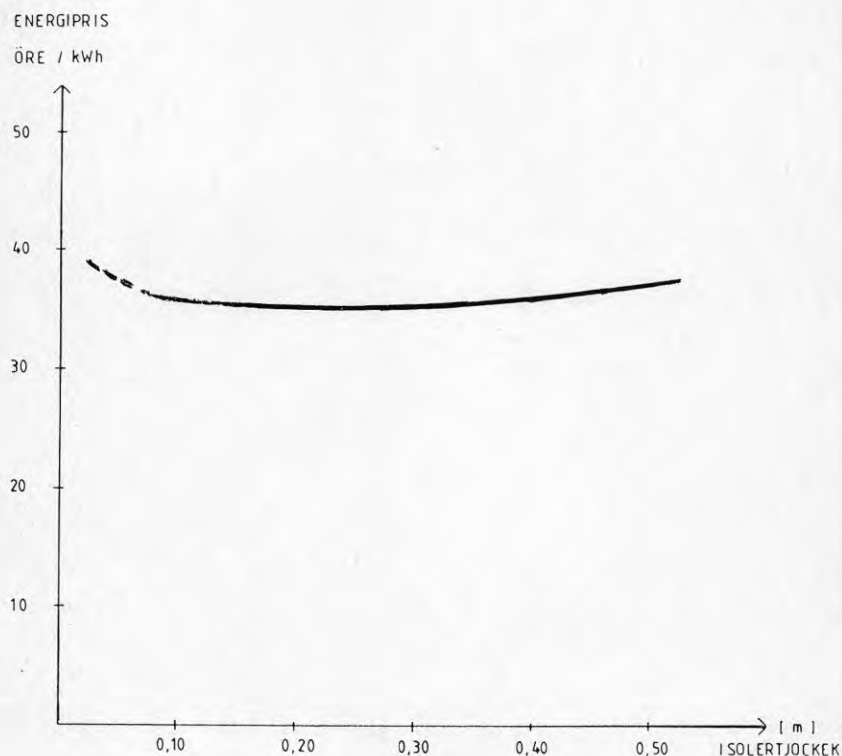
Trots den mindre värmeförlustytan är energipriset för ett system med 30 m lagerdjup högre än för ett system med ett mindre, termiskt mer ogynnsamt lagerdjup.

I de båda figurerna ovan ser man att där energipriset är lägst, vid 20 m:s djup börjar lutningen på täckningsgradskurvan att avta för att vid 30 m:s djup vara nästan horisontell.

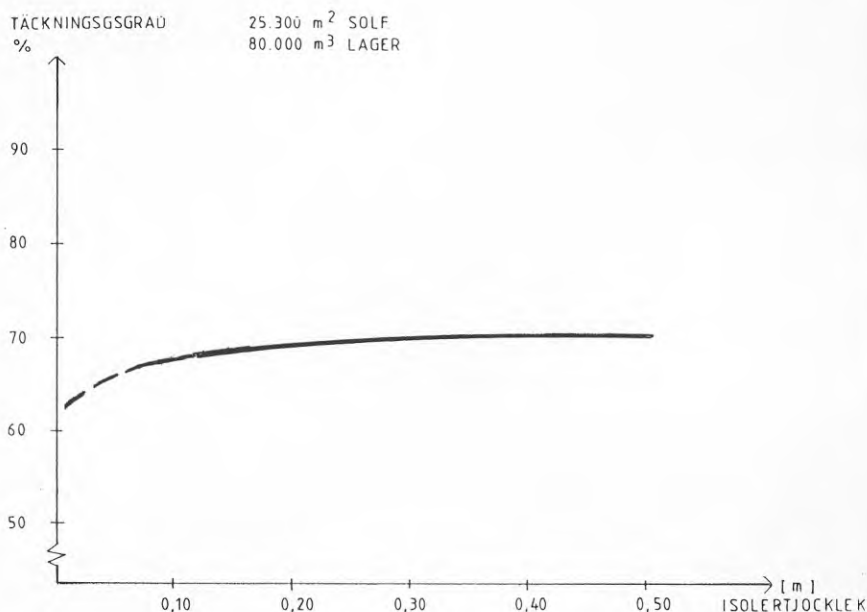
Ett lagerdjup kring 20 m ger således både stor solandel, täckningsgrad och lägsta energipriset.

10.6 Isolertjockleken i marklagret varieras

Vid låg isolertjocklek blir isolerpriset trots liten mängd isolering relativt högt då en del av isolerkostnaden består av kostnad för primer mot bergvägg, fästklammer för PUR-skummet samt tätskikt mellan isolering och lagervatten.



Figur 10.8 Energipris för säsongslagrad solenergi vid 25.000 m² solfångaryta och 80.000 m³ marklagervolym med lagerdjupet 20 m som funktion av isolertjockleken.



Figur 10.9 Andel sol, täckningsgrad för 25.000 m² solfångaryta och 80.000 m³ marklagervolym med lagerdjupet 0,30 m som funktion av isolertjockleken.

Energipriset sjunker med ökad isolertjocklek för att så småningom åter öka då täckningsgradsökningen vid ökad isolertjocklek är låg.

Täckningsgradskurvan har ett "knä" vid 0,10 m isolertjocklek, d v s ökningstakten avtar trots ökad isolertjocklek.

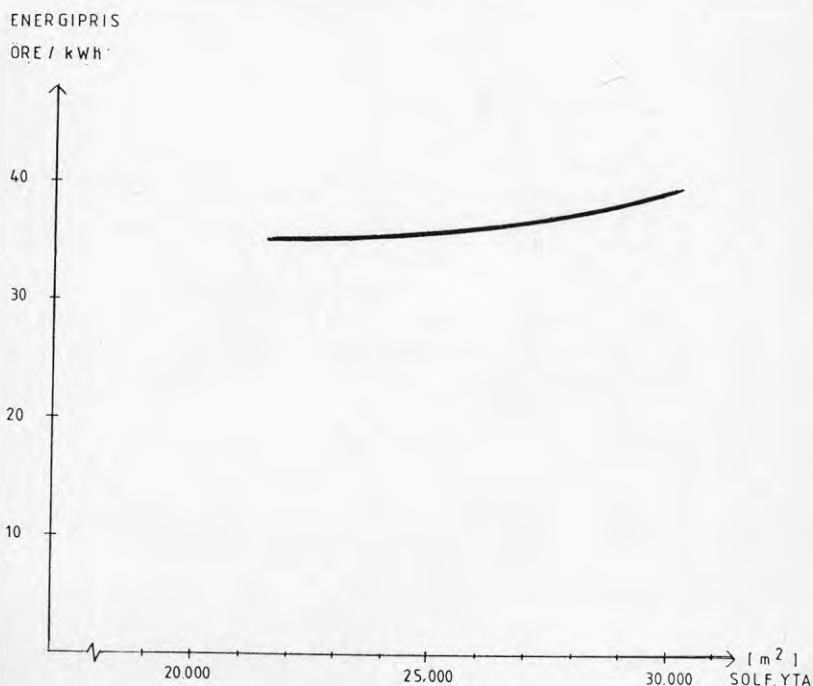
Genom att välja 0,50 m isolertjocklek får man högst täckningsgrad till obetydligt högre energipris än lägstapriset men då ökad isolertjocklek även medför ökad investering har dimensioneringspunkten valts vid 0,30 m isolering där energipriset är lägst och täckningsgradsökningstakten låg.

Vald isolertjocklek inom ett ganska stort intervall påverkar således ej energipriset nämnvärt.

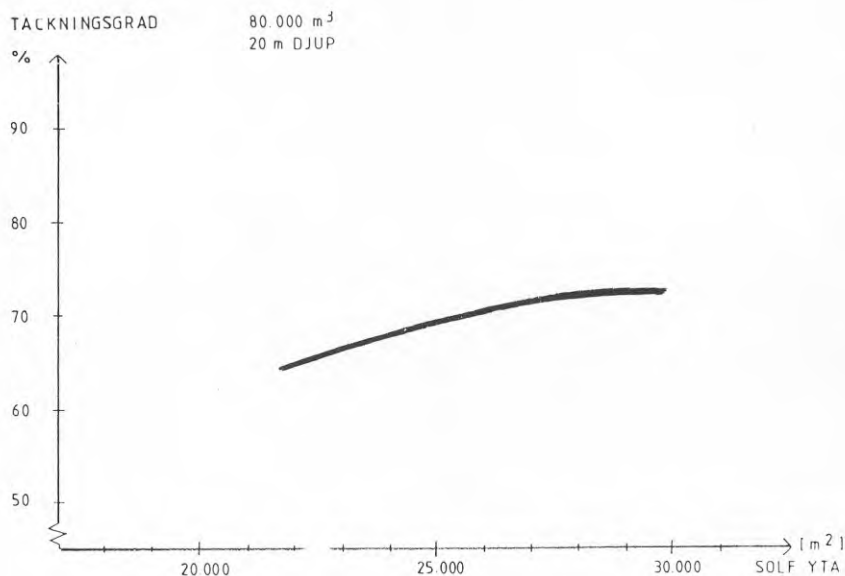
10.7 Solfångarytan varierar

Vid samma lagerstorlek och samma värmelast kommer en stor solfångaryta att på färre antal månader fylla lagret med värmevatten och därför att få arbeta längre tid med höga temperaturer, vilket ger lågt årsenergiutbyte per m² solfångaryta.

Ett stort lager ger däremot längre period med lägre laddningstemperatur och bättre årsenergiutbyte per m² solfångaryta men lagerkostnaden blir betydlig. Förlusterna från lagret blir även större då omslutningsytan är större och lagret ej töms lika snabbt, d v s det står varmt längre tid under året.



Figur 10.10 Energipris för säsongslagrad solenergi med 80.000 m³ isolerad marklagervolym med lagerdjupet 20 m och isolertjockleken 0,30 m som funktion av solfångarytan.



Figur 10.11 Andel sol, täckningsgraden för 80.000 m³ isolerad marklagervolym med isolertjocklek 0,30 m och lagerdjup 20 m som funktion av solfångarytan

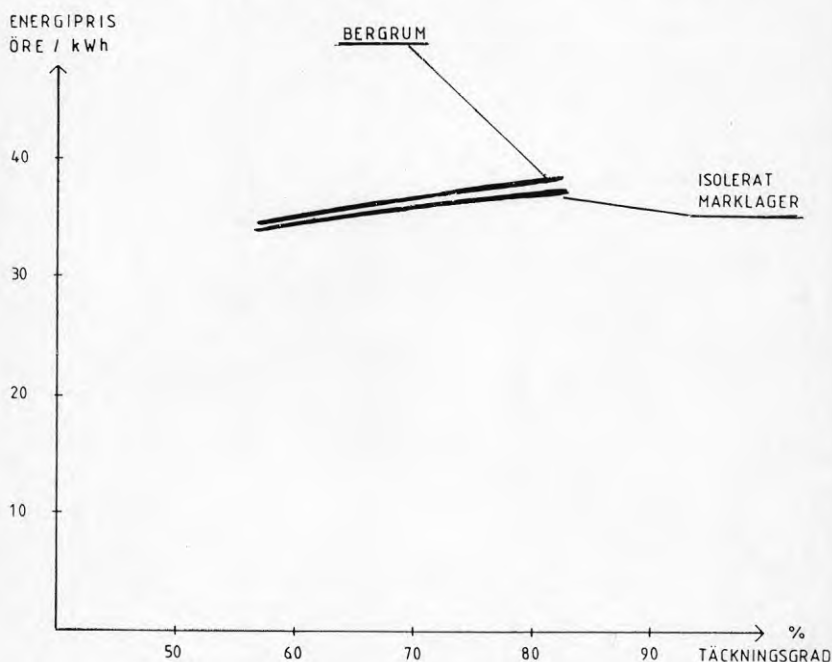
Täckningsgradsökningen avtar över 25-26.000 m² solfångaryta medan energipriset ökar kontinuerligt med ökad solfångaryta och accelererar vid 26-27.000 m² solfångare.

Dimensioneringspunkten väljs till 25.000 m² solfångaryta, d v s innan "knäet" på energipris- och täckningsgradskurvan p g a lägre energipris och säkerhet mot överproduktion av solvärme solrika år.

Beräkningarna är utförda för ett normalår.

10.8 Täckningsgraden varierar

Energipriset på den säsongslagrade solvärmen stiger med ökad täckningsgrad p g a ökade kostnader för den stigande delen ackumulerad ej direkt använd energi som kräver ökad lagerstorlek samt ger större totala värmeförluster.



Figur 10.12 Energipris för säsongslagrad solenergi som funktion av täckningsgrad. Siffergrupperna i fig. anger antal m² solfångaryta samt därunder antal m³ lagervolym.

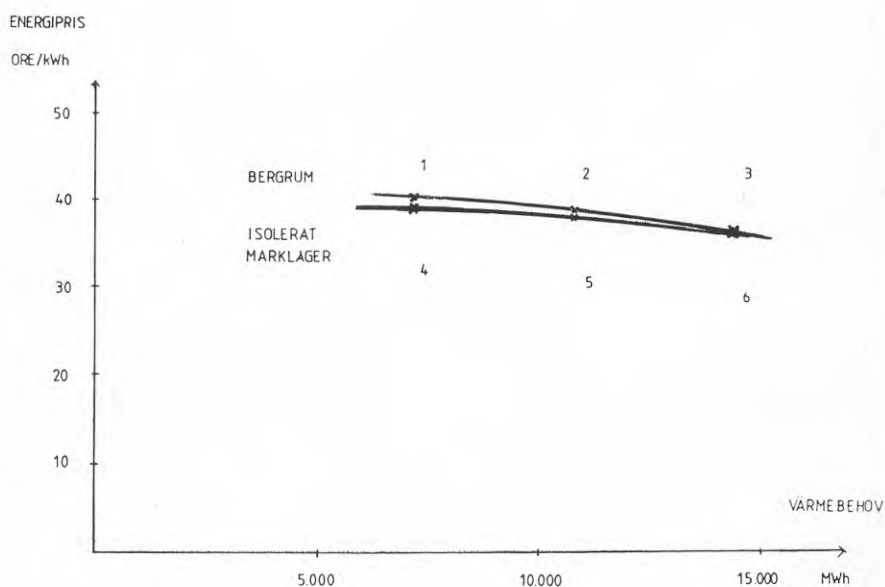
I intervallet 60 till 80%`s täckningsgrad är energipriset för solvärmesystem med isolerat marklager nära på konstant kring 35 öre/kWh med en svag ökning över 80% täckningsgrad. Energipriset för system med berggrum är något högre då de större förlusterna kräver ökad solfångaryta för att erhålla samma täckningsgrad.

Kostnaden för ökad solfångaryta kompenseras av den lägre årskostnaden för oisolerade berggrumslagret som beror av avskrivn.tiden 40 år för oisolerade lager jämfört med 25 år för isolerade lager.

Förlustbildnen för dessa berggrum kan förbättras om man väljer en annan form än rakt lager typ "limpa", t ex cirkelform som i Lyckebo.

10.9 Värmelasten varieras

För att kunna bedöma resultatet av de för Sundby gjorda simuleringarna i ett mer generellt perspektiv ändrades värmelasten, d v s storleken på uppvärmd byggnadsyta, vilket påverkar storleken på solvärmeanläggning och lager samt energipriset vid en konstant täckningsgrad.



Figur 10.13 Energipris för säsongslagrad solvärme med isolerat marklager (0,30 m isolertjocklek, 20 m djup) resp. med oisolerat bergrum som funktion av värmelasten

Bergrum:

	1	2	3
Solfångaryta	16.000 m2	22.000 m2	28.000 m2
Lagervolym	40.000 m3	60.000 m3	80.000 m3
Täckn.grad	67%	67%	67%

Isolerat marklager0,30 m isol., 20 m djup:

	4	5	6
Solfångaryta	13.000 m2	19.000 m2	25.000 m2
Lagervolym	40.000 m3	60.000 m3	80.000 m3
Täckningsgrad	68%	68%	69%

Inom intervallet 6.000 till 15.000 MWh sker inga drastiska ändringar av energipriset vid en täckningsgrad mellan 60-70% utan det ligger mellan 35 och 40 öre/kWh för säsongslagrad solvärme med oisolerade bergrum eller med isolerade marklager.



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 850233-8
från Statens råd för byggnadsforskning till Diös
Mellersta Bygg AB, Eskilstuna.**

R34: 1987

ISBN 91-540-4710-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6707034

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

Cirka pris: 36 kr exkl moms